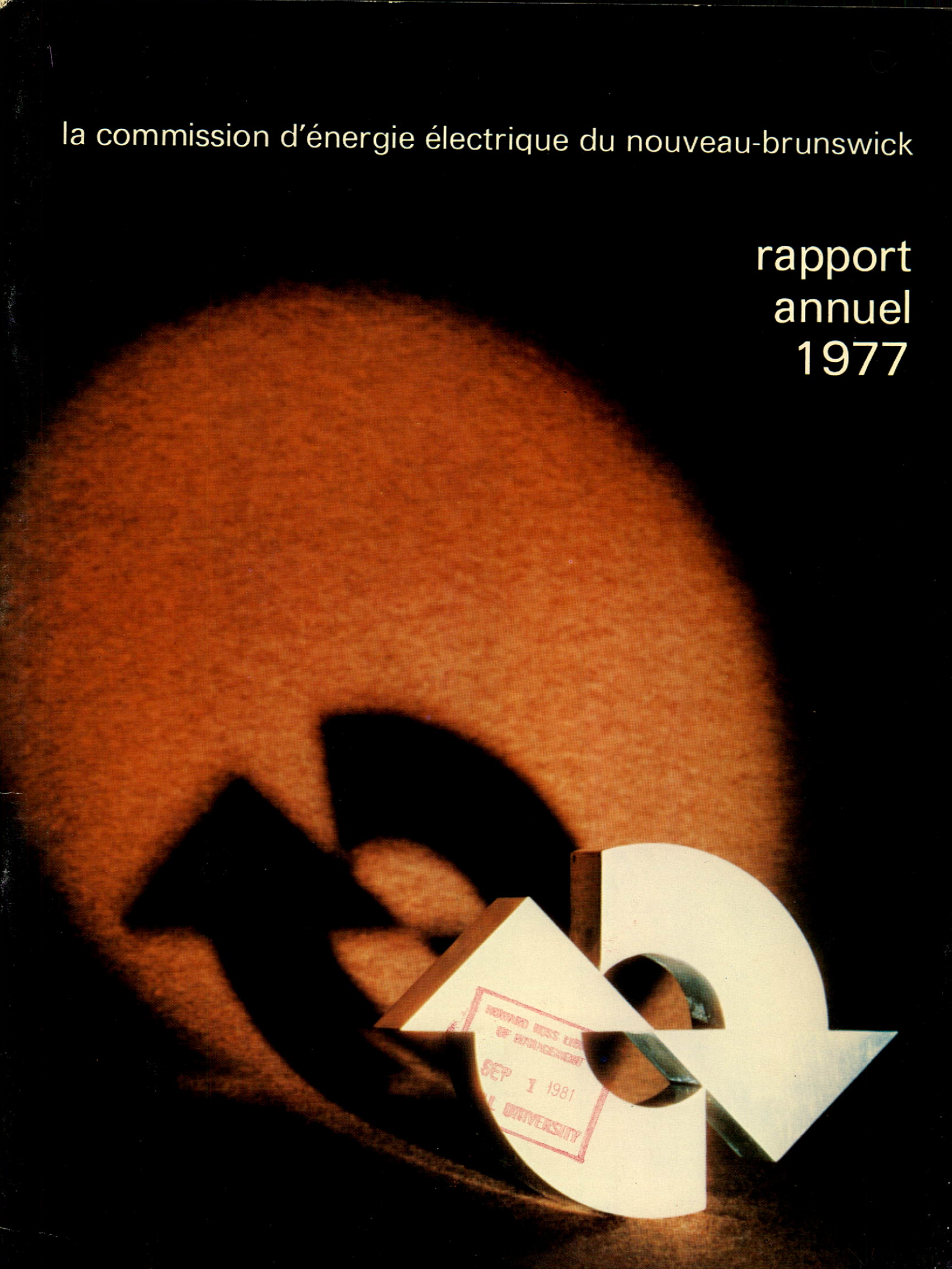
la commission d'énergie électrique du nouveau-brunswick

# rapport annuel 1977



SEP 1 1981

# table des matières


Organigramme. . . . . 2
Commentaires du Président. . . . 3
Bilan de la production
et des ventes. . . . . 4
Exploitation. . . . . 5
Finances. . . . . 6
Etat financier. . . . . 7
Les gens au travail. . . . . 19
Le service de nos abonnés. . . . . 20
Accroissement des
immobilisations. . . . . 22
Planification. . . . . 24


*Notre couverture*
Le symbole d'Energie N.-B. représente notre obligation continuelle de fournir à nos abonnés un approvisionnement sûr et économique d'électricité.

ISSN 0382-2990 (French)

le 21 juin 1977

A son honneur
L'honorable H. J. Robichaud
Lieutenant-gouverneur du Nouveau-Brunswick

Qu'il plaise à votre honneur,

La Commission d'énergie électrique du Nouveau-Brunswick a l'honneur de vous présenter, conformément à la Loi sur l'énergie électrique, chapitre E-5 des Lois révisées du Nouveau-Brunswick de 1973, le rapport annuel pour l'année terminée le 31 mars 1977.

Respectueusement soumis,

G. W. N. Cockburn, président
La Commission d'énergie électrique
du Nouveau-Brunswick

# organigramme

## la commission

L'honorable G. W. N. Cockburn, *Président*

Louis E. Landry, *Vice-président*

Jean C. Chiasson, *Commissaire*

Hugh Morris, *Commissaire*

Mme Owen Smith, *Commissaire*

Wilson Weldon, *Commissaire*

P. J. Burns, *Secrétaire de la Commission*

A. J. O'Connor, *Directeur général*

L. D. Corbett, *Adjoint au directeur général*

G. H. D. Ganong, *Directeur—Génie & Construction*

F. C. MacLoon, *Directeur—Aménagement & Exploitation des réseaux*

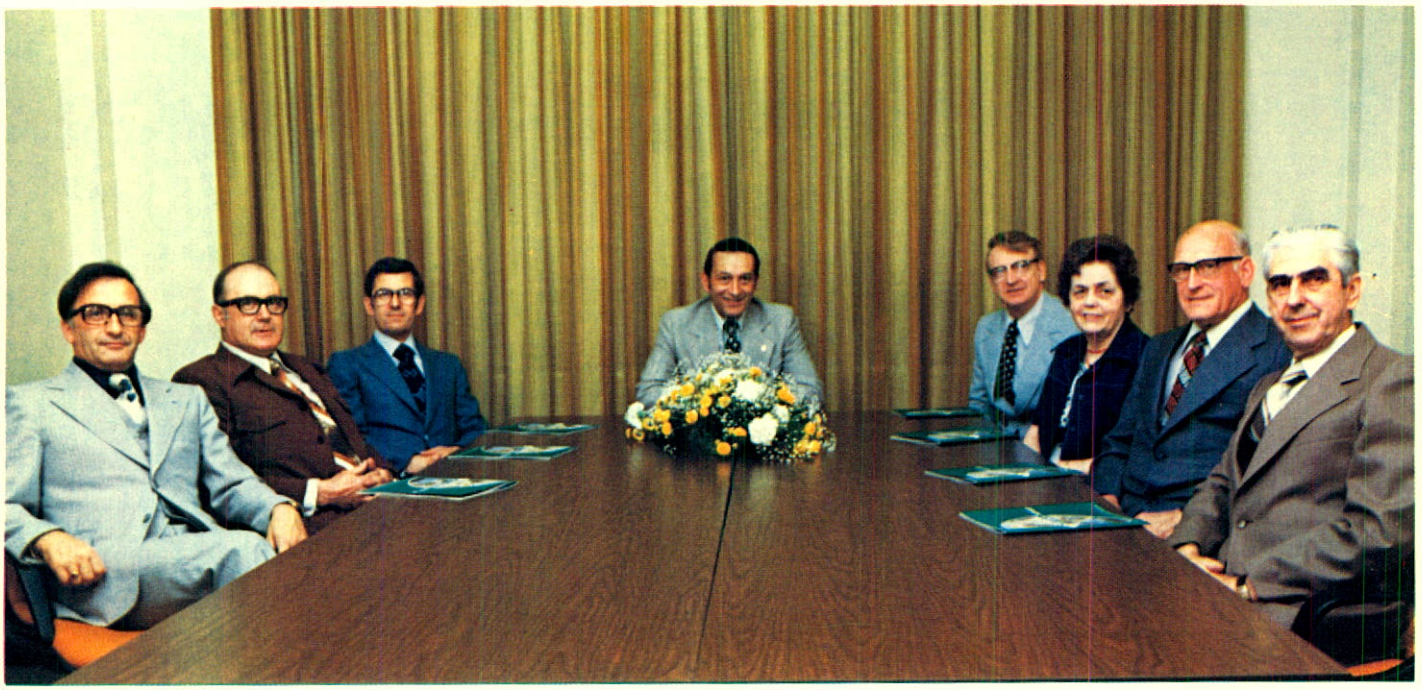
B. J. MacMillan, *Directeur—Approvisionnement & Services*

H. V. McIntyre, *Directeur—Personnel & Relations de travail*

R. A. Toner, *Directeur—Distribution & Service Commercial*

R. D. Brown, *Trésorier*

*De gauche à droite:* Jean Chiasson, Hugh Morris, Louis E. Landry, l'honorable G. W. N. Cockburn, A. J. O'Connor, Mme Owen Smith, Wilson Weldon, P. J. Burns.



# commentaires du président

Je suis heureux de pouvoir signaler une année satisfaisante pour la Commission dans tous les principaux domaines d'exploitation. Les conditions économiques plus stables dans le secteur industriel influèrent fortement sur les résultats de fin d'année.

Une majoration générale des tarifs de 12% fut decrétée au début de l'année financière. Cette hausse des tarifs, nécessaire afin de faire face à l'augmentation des coûts d'exploitation, comprenait toutes les catégories d'abonnés. Toutefois, la date d'entrée en vigueur pour l'une des catégories, l'éclairage municipal des rues, fut retardée jusqu'au 1er janvier 1977 afin de permettre aux municipalités de l'inclure dans leur budget.

L'information contenue dans ce rapport indiquera que la Commission a éprouvé une croissance notable en fonction de la consommation énergétique, des nouveaux abonnés et des immobilisations additionnelles. Notamment, l'addition de la centrale de Coleson Cove, d'une puissance d'un million de kilowatts, de nouveaux postes d'arrivée et des installations associées de transport et de distribution permettra de mieux desservir un plus grand nombre d'abonnés enregistrant une consommation moyenne plus élevée d'électricité.

Ce rapport mentionne la livraison d'énergie, en mai 1976, à la Maine Electric Power Company d'après les conditions de l'entente pour la participation à la centrale de Coleson Cove. L'achèvement des livraisons d'énergie souscrite au Nouveau-Brunswick par l'Hydro-Québec le 31 octobre 1976 conformément aux termes d'une entente de cinq ans est aussi mentionnée.

Tout en tenant compte du rendement satisfaisant de l'entreprise, il faut reconnaitre que les réalisations de cette année résultent d'un équilibre délicat entre certains éléments internes et externes. Très peu des éléments de la production et de la vente d'énergie peuvent être contrôlés puisque les décisions économiques mondiales influent directement sur chaque composante. Ces problèmes prennent plus d'ampleur maintenant que le Canada importe des quantités nettes de pétrole, un produit dont le coût grimpe rapidement et qui est indispensable à court terme.

Nous avons fini par apprendre, spécialement dans nos régions froides, que l'homme dépend de l'énergie d'une façon universelle: à la maison, au travail et dans la production de biens et de services. Toutefois, nous avons de nombreuses raisons d'être optimistes au Nouveau-Brunswick par rapport aux ressources d'énergie électrique qui nous sont accessibles. En mettant une emphase spéciale sur la conservation de l'énergie au moyen de son utilisation judicieuse et efficace, nous serons en mesure de pouvoir répondre à nos besoins énergétiques dans un avenir prévisible à des coûts raisonnables.

La démission de mon prédécesseur, l'honorable A. Edison Stairs, fut acceptée avec regret au cours de cette période financière. La Commission le remercie de ses nombreuses contributions et lui adresse ses meilleurs souhaits pour les années à venir.

Nous sommes heureux de souligner la nomination de Jean Chiasson au poste de commissaire: ceci contribuera à consolider la représentation régionale de la Commission et à améliorer les décisions que nous prendrons collectivement. M. Chiasson est le maire de Shippagan et a participé aux activités communautaires et à l'expansion régionale dans le nord-est de la province.

Les résultats obtenus par la Commission cette année n'auraient pas été possibles sans le dévouement de notre personnel. Nous avons confiance dans leur capacité de s'adapter aux nombreux changements qui se sont produits dans les activités de la Commission tout en continuant de fournir un meilleur service à nos abonnés.

G. W. N. COCKBURN

# bilan de la production et des ventes

POUR L'ANNÉE FINANCIÈRE TERMINÉE LE 31 MARS 1977

| | 1977 kilowattheures | 1976 kilowattheures | Différence en kilowattheures | % |
|---|---|---|---|---|
| **PRODUCTION** | | | | |
| Hydraulique | 2,954,389,800 | 2,197,392,300 | + 756,997,500 | +34.5 |
| Thermique | 4,007,726,000 | 2,091,596,000 | +1,916,130,000 | +91.6 |
| Diesel | 11,831,800 | 10,942,500 | + 889,300 | + 8.1 |
| Achats | 3,701,997,720 | 3,884,507,683 | − 182,509,963 | − 4.7 |
| Production brute et achats | 10,675,945,320 | 8,184,438,483 | +2,491,506,837 | +30.4 |
| Service des centrales | 387,416,764 | 274,560,552 | + 112,856,212 | +41.1 |
| Production nette et achats | 10,288,528,556 | 7,909,877,931 | +2,378,650,625 | +30.1 |
| Pertes—transformation et transport | 614,045,724 | 585,953,578 | + 28,091,696 | + 4.8 |
| Pertes—% de la production nette et achats | 5.9% | 7.4% | | |
| Total de l'énergie distribuée | 9,674,483,382 | 7,323,924,353 | +2,350,558,929 | +32.1 |
| **VENTES** | | | | |
| En bloc | 586,461,525 | 545,086,695 | + 41,374,830 | + 7.6 |
| Service industriel | 3,108,232,881 | 2,618,345,854 | + 498,887,027 | +18.7 |
| Service général (14,200) | 935,236,619 | 872,362,401 | + 62,874,218 | + 7.2 |
| Service domestique (183,557) | 1,809,066,002 | 1,554,024,037 | + 255,041,965 | +16.4 |
| Eclairage des rues | 41,863,708 | 38,881,016 | + 2,982,692 | + 7.7 |
| kWh par abonnement domestique | 9,856 | 8,782 | + 1,074 | +12.2 |
| Revenu moyen par kWh domestique (à l'exclusion du rajustement—combustible) | 2.58¢ brut 2.39¢ net | 2.36¢ brut 2.19¢ net | | |
| TOTAL DES VENTES A L'INTÉRIEUR DE LA PROVINCE | 6,480,860,735 | 5,628,700,003 | + 852,160,732 | +15.1 |
| Interconnexions | 3,025,358,400 | 1,518,757,031 | +1,506,601,369 | +99.2 |
| TOTAL GÉNÉRAL DES VENTES | 9,506,219,135 | 7,147,457,034 | +2,358,762,101 | +33.0 |
| Consommation interne | 388,630,201 | 276,448,958 | + 112,181,243 | +40.6 |
| PERTES TOTALES | 781,095,984 | 760,532,491 | + 20,563,493 | + 2.7 |
| PRODUCTION BRUTE ET ACHATS | 10,675,945,320 | 8,184,438,483 | +2,491,506,837 | +30.4 |

# état comparatif des statistiques (exploitation et matérielles)

| | 31 mars 1967 | 31 mars 1969 | 31 mars 1972 | 31 mars 1976 | 31 mars 1977 |
|---|---|---|---|---|---|
| Puissance installée (en kW) | 530,961 | 928,461 | 1,050,326 | 1,151,326 | 2,140,326 |
| Production brute-Achats (en kWh) | 3,013,532,860 | 3,856,535,510 | 5,894,230,858 | 8,184,438,483 | 10,675,945,320 |
| Total de l'énergie distribuée | 2,740,322,630 | 3,481,938,320 | 5,481,760,526 | 7,323,924,353 | 9,674,483,382 |
| Revenu global | $ 37,601,262 | $ 45,023,257 | $ 68,797,638 | $131,377,730 | $ 199,958,827 |
| Total des dépenses et des affectations | $ 36,768,208 | $ 44,535,275 | $ 68,190,854 | $125,679,535 | $ 190,914,475 |
| Immobilisations, y compris les travaux en cours | $291,563,329 | $372,542,866 | $452,397,516 | $869,261,406 | $1,088,693,318 |
| Actif à court terme | $ 22,568,177 | $ 24,761,109 | $ 21,015,284 | $ 74,870,156 | $ 179,702,985 |
| Passif à court terme | $ 16,881,328 | $ 22,829,687 | $ 20,159,798 | $ 72,215,034 | $ 101,097,754 |
| Stocks | $ 2,531,868 | $ 2,254,310 | $ 3,113,785 | $ 16,496,196 | $ 22,201,798 |
| Montant net de la dette à long terme | $231,788,724 | $292,314,836 | $340,728,100 | $709,735,073 | $ 973,445,878 |
| Actif du fonds d'amortissement | $ 17,667,316 | $ 20,982,534 | $ 23,466,748 | $ 35,213,916 | $ 39,035,767 |
| Amortissement accumulé | $ 49,386,725 | $ 62,226,483 | $ 85,889,983 | $133,488,351 | $ 152,365,358 |
| Autres réserves et bénéfices conservés dans l'entreprise | $ 21,824,711 | $ 27,026,510 | $ 36,220,609 | $ 59,299,870 | $ 77,774,737 |
| Réserves, bénéfices conservés dans l'entreprise et amortissement accumulé | $ 71,211,436 | $ 89,252,993 | $122,110,592 | $192,788,221 | $ 230,140,095 |
| Total des réserves et des bénéfices — pourcentage des immobilisations | 24.4% | 23.9% | 26.9% | 22.2% | 21.1% |
| Milles de circuits des lignes de transport | 2,315 | 2,485 | 2,766 | 3,023 | 3,225 |
| Milles de circuits de distribution | 8,664 | 8,765 | 8,967 | 11,371 | 11,779 |
| Nombre d'abonnements domestiques | 112,097 | 126,793 | 144,974 | 176,953 | 183,557 |
| Nombre d'abonnements industriels | 2,651 | 638 | 801 | 985 | 1,042 |
| Nombre d'abonnements généraux | 10,005 | 11,480 | 11,786 | 13,617 | 14,200 |
| Nombre d'abonnements à l'éclairage des rues | — | 1,276 | 1,547 | 1,803 | 1,840 |

# exploitation

La puissance appelée du réseau de la Commission a enregistré une pointe brute de 1,948,400 kilowatts le 2 février 1977 alors que la pointe nette de 1,318,790 kilowatts est survenue le 9 décembre 1976. Cet appel record de puissance, une augmentation de 19.6% par rapport à la période précédente, s'explique en partie par la récupération des principales charges de l'industrie des pâtes et papiers.

Le volume global de la production et des achats de la Commission a augmenté de 30.4% par rapport à l'année précédente. Cette augmentation découle d'un bond de 15.1% dans la consommation à l'intérieur de la province et dans les livraisons à la Maine Electric Power Company de l'énergie provenant de Coleson Cove par suite d'un contrat de vente avec cette entreprise.

La production thermique s'est élevée à 4,007,726,000 kilowattheures, une augmentation de 91.6% comparativement à l'année précédente. Cette augmentation découle de la mise en service commercial des trois groupes de 335,000 kilowatts à Coleson Cove au cours de cette période.

Les conditions favorables dans l'écoulement des cours d'eau ont contribué à l'amélioration de la production hydraulique. La production hydraulique a atteint 2,954,389,800 kilowattheures, une augmentation de 34.5% par rapport à l'année financière précédente.

Les achats d'énergie provenant de toutes les sources se sont élevés à 3,701,997,720 kilowattheures, une baisse de 4.7% par rapport aux achats pendant l'année précédente. Bien que le contrat avec l'Hydro-Québec pour l'achat d'énergie souscrite ait pris fin pendant cette période, le Québec continua d'être notre principal fournisseur, livrant jusqu'à 450,000 kilowatts par heure d'énergie interruptible à des prix très avantageux par comparaison à l'énergie provenant de la production alimentée au mazout.

Les contrats pour la livraison d'énergie au Maine Public Service et à l'Eastern Maine Electric Co-operative Inc. ont pris fin au cours de 1976-77. Toutefois, les transactions d'énergie se poursuivirent par suite de nouvelles et d'anciennes ententes d'interconnexion.

Les installations de transport furent renforcées dans plusieurs régions de la province. Une deuxième ligne à 345,000 volts entre Coleson Cove et Keswick fut mise sous tension au cours de janvier 1977. Plusieurs nouvelles lignes de transport à 138,000 volts, qui seront d'abord exploitées à 69,000 volts, et un nouveau poste d'arrivée à Memramcook ont amélioré les installations dans l'est de la province. La puissance de nos installations d'interconnexion avec la Nouvelle-Ecosse fut augmentée en décembre 1976 au moyen de l'addition d'une troisième ligne à 138,000 volts. Cette ligne, entre Salisbury au N.-B. et Onslow en N.-E., fut conçue afin d'être exploitée à 345,000 volts mais le fonctionnement initial se fera à la tension inférieure.

La centrale thermique de la rue Dock fut retirée du réseau le 23 août 1976 et signala la fin d'une époque qui commença en 1889, seulement cinq ans après que la première génératrice fut installée au Canada.

Les coûts du combustible et les pénuries imminentes demeurent l'une de nos principales préoccupations et des méthodes d'exploitation ont été adoptées dans les centrales afin d'améliorer le rendement et de permettre des économies dans la consommation du combustible.

Des ententes furent conclues avec la compagnie Irving Oil pour l'approvisionnement à long-terme d'une partie du mazout nécessaire pour Coleson Cove et Courtenay Bay. Ces ententes prévoient aussi le déchargement, l'entreposage et la livraison par oléoduc du mazout provenant des autres fournisseurs qui obtiendront des contrats pour l'approvisionnement de ces centrales au besoin.

Les techniques de protection de l'environnement demeurent une des préoccupations majeures. Nos principales centrales thermiques sont conçues et exploitées afin de permettre l'alimentation au moyen de diverses catégories de mazout pour ne pas dépasser les lignes directrices au sujet des émissions dans l'atmosphère.

Centre de commande de l'énergie

# finances

Le revenu global s'est élevé à $199,958,827, soit une augmentation de $68,581,097 ou 52% par rapport à l'année précédente. Ce changement considérable résulte d'une augmentation des ventes d'énergie à l'intérieur de la province qui, avec les majorations de tarifs, équivaut à 32%. Le reste de cette augmentation s'explique par les ventes d'interconnexion résultant de la mise en service de la centrale de Coleson Cove et de l'entrée en vigueur du contrat de vente avec les entreprises d'électricité de la Nouvelle-Angleterre.

Les coûts directs de production d'énergie et de dispensation des services augmentèrent de $34,279,141 pour un total de $109,548,356 et les principaux coûts qui en font partie (l'énergie achetée, la production, le transport et la distribution) accusèrent une augmentation sensible.

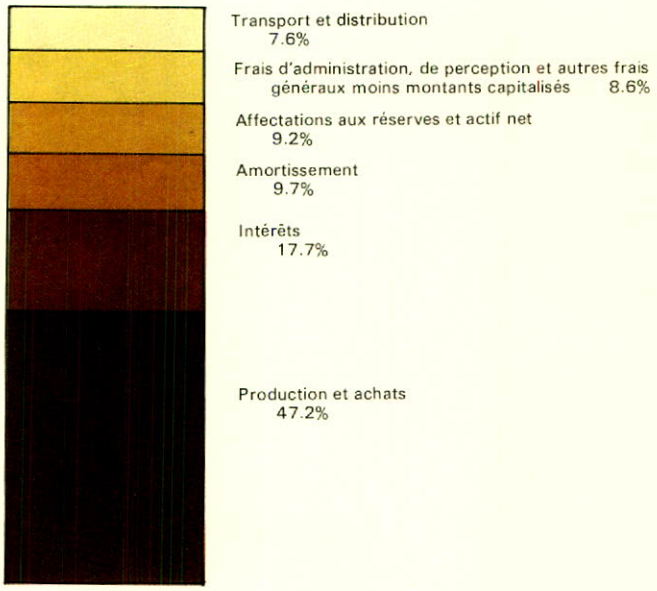
Les débits de l'eau furent généralement au-dessus de la moyenne cette année et la somme de $6,603,300 fut portée au compte de la division de l'exploitation et affectée à la réserve pour fluctuations dans les conditions hydrauliques.

Le bénéfice net s'est élevé à $11,759,827. Des sommes de $1,900,000 et de $815,745 furent attribuées respectivement à la réserve pour fluctuations dans les conditions hydrauliques et à la réserve pour assurance. Il resta alors une somme de $9,044,352 à ajouter aux bénéfices conservés dans l'entreprise. En tenant compte d'un profit de $111,740 sur la conversion des devises étrangères, les bénéfices conservés dans l'entreprise s'élevaient à $51,117,335 à la fin de l'année.

Trois émissions de débentures à long terme s'élevant à $231,328,000 furent lancées avec succès sur les marchés étrangers. Une émission publique de $100,000,000 eut lieu aux Etats-Unis le 1er mai 1976 et se composait de débentures à 9 3/8% pour vingt-cinq ans destinés au fonds d'amortissement. Une deuxième émission publique de 80,000,000 francs suisses ($31,328,000 en dollars canadiens) eut lieu en Suisse le 28 septembre 1976 et se composait d'obligations à 6% pour quinze ans. Une émission privée de $100,000,000 eut lieu aux Etats-Unis le 15 février 1977 et se composait de débentures à 9% pour vingt ans (dont $4,500,000 sera émis vers le 15 août 1977 en vertu de certaines obligations contractuelles).

D'après les dispositions de l'entente pour le financement de la centrale de Pointe-Lepreau, des prêts furent reçus et des billets furent remis à l'Energie Atomique du Canada Limitée au montant de $20,500,000 le 2 juillet 1976 et de $23,600,000 le 2 décembre 1976.

## répartition des revenus




pour l'année financière terminée le 31 mars 1977

## faits saillants

| | 1977 | 1976 |
|---|---|---|
| Revenu global | $ 199,958,827 | $131,377,730 |
| Total des dépenses et des affectations | 190,914,475 | 125,679,535 |
| Impôt foncier et taxes d'affaires | 2,228,013 | 1,607,827 |
| Taxes provinciales sur les ventes | 2,088,384 | 2,137,257 |
| Traitements et salaires | 41,869,133 | 35,919,346 |
| Immobilisations, y compris les travaux en cours | 1,088,693,318 | 869,261,406 |

la commission d'énergie électrique du nouveau-brunswick

# états financiers

31 mars 1977

# contenu

Rapport des vérificateurs. . . . . 9
Bilan. . . . . 10
Etat des résultats. . . . . 12
Etat des bénéfices conservés dans l'entreprise. . . . . 13
Etat de l'évolution de la situation financière. . . . . 14
Notes aux états financiers. . . . . 15

# rapport des vérificateurs

TOUCHE ROSS & CO.

SUITE 306
PROSPECT PLACE
191 PROSPECT STREET WEST
FREDERICTON, N.B.
E3B 2T7
(506) 455-0340

l'honorable Richard B. Hatfield
Premier ministre de la province du Nouveau-Brunswick
Frédéricton, N.-B.

Monsieur,

Nous avons vérifié le bilan de La Commission d'Energie Electrique du Nouveau-Brunswick au 31 mars 1977 ainsi que les états connexes des résultats, des bénéfices conservés dans l'entreprise et de l'évolution de la situation financière de l'exercice terminé à cette date. Notre vérification a été effectuée conformément aux normes de vérification généralement reconnues, et a comporté par conséquent les sondages et autres procédés que nous avons jugés nécessaires dans les circonstances.

A notre avis, ces états financiers présentent fidèlement la situation financière de la Commission au 31 mars 1977 ainsi que les résultats de son exploitation et l'évolution de sa situation financière pour l'exercice terminé à cette date selon les principes comptables généralement reconnus, appliqués de la même manière qu'au cours de l'exercice précédent.

Touche Ross & Cie
Comptables agréés

Frédéricton, N.-B.
le 15 juin 1977

## la commission d'énergie électrique

# bilan

au 31

### ACTIF

| | 1977 | | 1976 | |
|---|---|---|---|---|
| IMMOBILISATIONS | | | | |
| Propriétés et outillage, au prix coûtant, moins amortissement accumulé (note 2) | | $936,327,960 | | $735,773,055 |
| ACTIF A COURT TERME | | | | |
| Encaisse et placements à court terme | $129,087,949 | | $40,650,345 | |
| Débiteurs | 28,161,400 | | 17,630,542 | |
| Matériaux, fournitures et combustibles, au prix coûtant | 22,201,798 | | 16,496,196 | |
| Frais payés d'avance | 251,838 | | 207,554 | |
| | | 179,702,985 | | 74,984,637 |
| FRAIS REPORTÉS | | | | |
| Escompte et frais d'émission des débentures et des billets moins montants amortis | 11,531,519 | | 9,254,584 | |
| Frais d'arpentage, de génie et de perfectionnement relatifs à l'expansion des installations | 1,655,067 | | 1,832,279 | |
| Autres | 126,241 | | 130,212 | |
| | | 13,312,827 | | 11,217,075 |
| FONDS DÉTENUS POUR DES FINS PARTICULIÈRES | | | | |
| Fonds des installations C.C.H.T. (note 3) | 17,349,501 | | 14,027,596 | |
| Fonds d'assurance | 6,654,102 | | 5,838,627 | |
| | | 24,003,603 | | 19,866,223 |
| | | $1,153,347,375 | | $841,840,990 |

AU NOM DE LA COMMISSION D'ÉNERGIE ÉLECTRIQUE DU NOUVEAU-BRUNSWICK

G. W. N. COCKBURN, *président du conseil*

LOUIS E. LANDRY, *vice-président du conseil*

du nouveau-brunswick

mars 1977

**PASSIF**

| | 1977 | | 1976 | |
|---|---|---|---|---|
| DETTE A LONG TERME (notes 4, 5 et 6) | | | | |
| Garantie par la province du Nouveau-Brunswick | | | | |
| Débentures et billets émis par la Commission | | $802,047,371 | | $584,650,089 |
| Billets à payer à Energie Atomique du Canada Limitée | | 79,980,627 | | 30,419,563 |
| Emprunts de la Commission d'Energie du Nord Canadien | | 56,252,423 | | 57,293,172 |
| Emprunts de la province du Nouveau-Brunswick | | 6,143,835 | | 9,323,027 |
| Autres emprunts à long terme | | 29,021,622 | | 28,049,222 |
| | | 973,445,878 | | 709,735,073 |
| PASSIF A COURT TERME | | | | |
| Emprunts et avances bancaires | $19,312,036 | | $11,428,869 | |
| Créditeurs et frais courus | 47,378,450 | | 31,212,350 | |
| Intérêt couru sur les débentures émises par la Commission | 25,448,036 | | 18,586,644 | |
| Province du Nouveau-Brunswick— intérêt couru | 82,713 | | 181,868 | |
| Retenues sur contrats en cours | 8,693,863 | | 10,670,445 | |
| Dépôts pour service | 182,656 | | 134,858 | |
| | | 101,097,754 | | 72,215,034 |
| PASSIF REPORTÉ | | | | |
| Avances des abonnés pour aide à la construction | | 1,029,006 | | 591,013 |
| RÉSERVES (note 7) | | 26,657,402 | | 17,338,627 |
| BÉNÉFICES CONSERVÉS DANS L'ENTREPRISE | | 51,117,335 | | 41,961,243 |
| | | $1,153,347,375 | | $841,840,990 |

## la commission d'énergie électrique du nouveau-brunswick

# état des resultats

## pour l'exercice terminé le 31 mars 1977

| | | 1977 | | | 1976 | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| REVENUS | | | | | | |
| Ventes d'énergie | | $196,027,843 | | | $128,383,165 | |
| Ventes de vapeur | | 2,349,548 | | | 1,748,781 | |
| Autres revenus | | 1,581,436 | | | 1,245,784 | |
| | | | $199,958,827 | | | $131,377,730 |
| DEPENSES | | | | | | |
| Achats d'énergie | | 26,452,849 | | | 24,339,063 | |
| Frais d'exploitation et d'entretien | | | | | | |
| Production | $67,818,709 | | | $37,590,242 | | |
| Transport | 3,317,083 | | | 2,541,797 | | |
| Distribution | 11,959,715 | | | 10,798,113 | | |
| | | 83,095,507 | | | 50,930,152 | |
| | | 109,548,356 | | | 75,269,215 | |
| Frais d'administration, de perception et autres frais généraux, moins montants capitalisés | | 17,276,357 | | | 14,024,856 | |
| | | | 126,824,713 | | | 89,294,071 |
| | | | 73,134,114 | | | 42,083,659 |
| Intérêt, change et amortissement de l'escompte et des frais d'émission des débentures | | 71,440,055 | | | 49,730,526 | |
| Moins: Revenu des fonds d'amortissement et des autres placements | 11,094,673 | | | 6,561,233 | | |
| Intérêt capitalisé | 24,917,230 | | | 21,299,400 | | |
| | | 36,011,903 | | | 27,860,633 | |
| | | | 35,428,152 | | | 21,869,893 |
| | | | 37,705,962 | | | 20,213,766 |
| Provision pour amortissement des propriétés et de l'outillage | | | 19,342,835 | | | 13,719,707 |
| Bénéfice net de l'exercice avant le redressement pour la normalisation des conditions hydrauliques | | | 18,363,127 | | | 6,494,059 |
| Redressement visant à normaliser les coûts de production variant selon les débits d'eau (note 7) | | | (6,603,300) | | | 3,121,800 |
| Bénéfice net de l'exercice | | | $11,759,827 | | | $ 9,615,859 |

la commission d'énergie électrique du nouveau-brunswick

# état des bénéfices conservés dans l'entreprise

## pour l'exercice terminé le 31 mars 1977

| | | 1977 | | 1976 |
|---|---|---|---|---|
| Solde au début de l'exercice | | $41,961,243 | | $36,201,661 |
| Bénéfice net de l'exercice | | 11,759,827 | | 9,615,859 |
| Gain sur change | | 111,740 | | 61,387 |
| | | 53,832,810 | | 45,878,907 |
| Moins virements aux réserves pour | | | | |
| Normalisation des conditions hydrauliques | $1,900,000 | | $2,721,800 | |
| Assurance | 815,475 | | 1,195,864 | |
| | | 2,715,475 | | 3,917,664 |
| Solde à la fin de l'exercice | | $51,117,335 | | $41,961,243 |

la commission d'énergie électrique du nouveau-brunswick

# état de l'evolution de la situation financière

## pour l'exercice terminé le 31 mars 1977

| PROVENANCE DES FONDS | 1977 | 1976 |
|---|---|---|
| Exploitation | | |
| Bénéfice net de l'exercice | $ 11,759,827 | $ 9,615,859 |
| Montants imputés aux résultats mais ne requérant pas de sorties de fonds: | | |
| Provision pour amortissement des propriétés et de l'outillage | 19,422,602 | 13,855,853 |
| Amortissement des véhicules | 1,476,377 | 1,355,178 |
| Amortissement de l'escompte et des frais d'émission des débentures | 799,431 | 545,586 |
| Gain sur aliénation d'immobilisations | (79,767) | (136,146) |
| Redressement visant à normaliser les coûts de production variant selon les fluctuations dans les débits d'eau | 6,603,300 | (3,121,800) |
| Frais d'arpentage et de génie radiés | 671,837 | — |
| | 40,653,607 | 22,114,530 |
| Produit de l'émission de débentures et de billets moins escompte et frais | 225,392,534 | 165,495,360 |
| Emprunts de Energie Atomique du Canada Limitée | 49,561,064 | 30,419,563 |
| Contributions pour aide à la construction | 627,411 | 367,489 |
| Autres emprunts | 972,400 | 972,400 |
| Produit de la vente de biens | 271,276 | 259,514 |
| Diminution des autres frais reportés | 3,971 | (2,182) |
| Avances des abonnés pour aide à la construction — net | 437,993 | 15,539 |
| Diminution du fonds de roulement | — | 607,504 |
| | $317,920,256 | $220,249,717 |

| UTILISATION DES FONDS | | |
|---|---|---|
| Dépenses sur les immobilisations | $222,272,804 | $192,542,073 |
| Rachat de débentures de la Commission (déduction faite des contributions aux fonds d'amortissement) | 2,998,219 | 9,570,264 |
| Dépôts dans les fonds d'amortissement | 9,014,851 | 10,821,956 |
| Réduction des emprunts de: | | |
| Province du Nouveau-Brunswick (déduction faite des contributions aux fonds d'amortissement) | 2,126,000 | 1,243,000 |
| Commission d'Energie du Nord Canadien | 1,040,749 | 984,177 |
| Augmentation des frais d'arpentage, de génie et de perfectionnement reportés | 494,625 | 799,631 |
| Augmentation du fonds des installations C.C.H.T. | 3,321,905 | 3,092,752 |
| Augmentation du fonds d'assurance | 815,475 | 1,195,864 |
| Accroissement du fonds de roulement | 75,835,628 | — |
| | $317,920,256 | $220,249,717 |

## la commission d'énergie électrique du nouveau-brunswick

# notes complimentaires

## au 31 mars 1977

**Note 1. Enoncé des principales conventions comptables**

Les états financiers ont été dressés conformément aux principes comptables généralement reconnus.

(a) Immobilisations — additions et aliénations:
Le prix coûtant des nouvelles immobilisations comprend le coût d'origine des services contractés, la main-d'oeuvre et les matières directes, les intérêts sur les fonds utilisés durant la construction et les frais indirects d'administration et autres frais. Les frais d'administration et autres frais sont capitalisés durant la construction en affectant une partie des frais généraux de cette nature aux coûts directs de construction engagés chaque mois.

L'intérêt engagé durant la construction est capitalisé mensuellement aux taux d'intérêt des emprunts à long terme affectés à la construction des biens.

Les frais d'entretien et de réparations sont imputés aux résultats tandis que le coût des améliorations est capitalisé. Quant aux propriétés remplacées ou renouvelées, leur coût d'origine, accru des frais d'enlèvement et diminué de la valeur de récupération et de l'amortissement accumulé, est débité ou crédité aux frais d'amortissement dans l'état des résultats.

Les contributions pour aide à la construction, qui incluent les subventions du gouvernement à l'égard de nouvelles installations, sont portées en diminution du coût des propriétés financées de cette façon. Les montants reçus des clients sont amortis sur la durée estimative de service des biens en question et le crédit qui en résulte est porté en diminution de la provision pour amortissement correspondante.

La Commission calcule l'amortissement selon la méthode linéaire à des taux devant amortir le prix coûtant des immobilisations, déduction faite de la valeur de récupération estimative, sur leur durée probable d'utilisation. L'amortissement est calculé sur le prix coûtant net des immobilisations qui ont fait l'objet de subventions du gouvernement. La durée probable d'utilisation de chacune des principales catégories d'immobilisations est la suivante:

| Biens | Années |
|---|---|
| Centrales hydrauliques | 68 |
| Centrales thermiques | 30 |
| Centrale de production par turbines à gaz | 25 |
| Centrale Diesel | 20 |
| Sorties et sous-centrales | 30 |
| Réseau de transport | 40 |
| Réseau de distribution | 28 |
| Immeubles | 40 |

(b) Stocks:
Les stocks de matières et de fournitures sont évalués au prix coûtant moyen. Les combustibles sont évalués au prix coûtant selon le procédé du premier entré, premier sorti.

(c) Escompte et frais d'émission des débentures et des billets:
La Commission amortit les escomptes ou primes sur débentures et billets ainsi que les frais d'émission sur la durée de chacune des émissions.

(d) Frais d'arpentage, de génie et de perfectionnement relatifs à l'expansion des installations:
Les frais d'arpentage et de génie relatifs à certains projets de construction éventuelle sont reportés jusqu'à ce que la Commission autorise la construction. Ces frais ainsi que certains frais de perfectionnement sont alors amortis contre les revenus futurs soit directement, soit par des imputations annuelles au titre de l'amortissement de certains des éléments capitalisés. Lorsqu'un projet est abandonné, tous les frais s'y rapportant sont imputés aux résultats de l'exercice.

(e) Opérations de change:
La dette à long terme remboursable en dollars américains, autre que les emprunts de la province du Nouveau-Brunswick, est convertie en dollars canadiens au cours du change en vigueur à la date où la dette est engagée. Les écarts de change qui en résultent sont portés dans le compte Prime de change à la date d'émission, compte qui est compris dans la dette à long terme figurant au bilan. Lorsque les débentures ou les billets viennent à échéance ou sont rachetés, on extrait du compte la différence de change initiale et les gains ou pertes sur change réels, établis à ce moment, sont portés dans les bénéfices conservés dans l'entreprise.

La dette à long terme remboursable en francs suisses est convertie en dollars canadiens au cours du change en vigueur à la date où la dette est engagée. Tous les gains ou pertes de change résultant de l'échéance ou du rachat de ces débentures seront imputés aux résultats de la Commission.

Les emprunts de la province du Nouveau-Brunswick, remboursables en dollars américains, sont comptabilisés suivant la convention voulant que $1 américain égale $1 canadien. Tous les gains ou pertes de change résultant de ces emprunts seront imputés aux résultats de la Commission.

Les gains ou pertes de change résultant d'opérations qui influent sur l'exploitation courante sont imputés aux résultats au moment où ils surviennent.

(f) Revenus:
Les factures aux clients de services résidentiels et généraux sont envoyées mensuellement sur une base cyclique. Tous les autres clients sont facturés à la fin de chaque mois. Un rajustement ayant pour but de compenser les augmentations des frais de combustibles fossibes et d'achat d'énergie est inclus dans les factures mensuelles selon les coûts prévus. La Commission ne comptabilise pas les revenus courus afférents à des éléments non facturés à la fin de toute période financière.

**Note 2. Immobilisations (au prix coûtant)**

| | 1977 | 1976 |
|---|---|---|
| PROPRIÉTÉS ET OUTILLAGE | | |
| Centrales de production d'énergie | $ 530,760,011 | $271,934,731 |
| Réseau de transport | 84,134,728 | 63,870,804 |
| Sous-centrales | 111,032,055 | 96,561,659 |
| Réseau de distribution | 124,446,755 | 105,703,540 |
| Autres propriétés | 7,002,717 | 6,473,427 |
| Equipement de communication | 1,711,384 | 754,608 |
| Véhicules automobiles et autre équipement | 13,445,128 | 12,044,016 |
| | 872,532,778 | 557,342,785 |
| Constructions en cours | 241,030,656 | 336,161,326 |
| | 1,113,563,434 | 893,504,111 |
| Moins contributions pour aide à la construction | 24,870,116 | 24,242,705 |
| | 1,088,693,318 | 869,261,406 |
| Moins amortissement accumulé | 152,365,358 | 133,488,351 |
| | $936,327,960 | $735,773,055 |

**Note 3. Fonds des installations C.C.H.T.**

La Commission constitue progressivement un fonds de placement en vue du règlement de son obligation envers la Compagnie Générale Electrique du Canada Ltée, mentionée dans la note 4, relativement à l'achat des installations de la centrale pour la conversion du courant continu à haute tension à Eel River. On prévoit que le fonds atteindra environ $20,000,000 le 31 décembre 1977.

**Note 4. Débentures et billets émis par la Commission**

| Echéance | Intérêt % | 1977 | 1976 | Références |
|---|---|---|---|---|
| REMBOURSABLES EN DOLLARS CANADIENS | | | | |
| 1981 15 mai | 9 | $ 20,000,000 | $ 20,000,000 | (a) |
| 1987 15 mars | 5 1/2 | 2,650,000 | 2,650,000 | (b) |
| 1988 1 novembre | 5 1/2 | 2,000,000 | 2,000,000 | (b) |
| 1989 15 octobre | 8 1/2 | 228,000 | 228,000 | (b) |
| 1990 1 août | 9 | 293,000 | 293,000 | (b) |
| 1991 1 juillet | 5 3/4 | 5,000,000 | 5,000,000 | (c) |
| 1992 15 mars | 5 1/2 | 7,350,000 | 7,350,000 | (c) |
| 1993 1 novembre | 5 1/2 | 6,000,000 | 6,000,000 | (c) |
| 1994 15 juin | 5 1/2 | 10,000,000 | 10,000,000 | (c) |
| 1994 31 décembre | 5 1/2 | 3,790,000 | 3,790,000 | (c) |
| 1995 1 mai | 6 1/4 | 15,000,000 | 15,000,000 | (d) |
| 1995 15 mai | 10 3/8 | 20,000,000 | 20,000,000 | (e) |
| 1995 15 octobre | 5 3/4 | 7,500,000 | 7,500,000 | (c) |
| 1996 1 janvier | 6 | 13,800,000 | 13,800,000 | (c) |
| 1996 1 mars | 6 | 4,000,000 | 4,000,000 | (c) |
| 1996 1 octobre | 6 1/2 | 6,100,000 | 6,100,000 | (c) |
| 1996 15 novembre | 7 7/8 | 20,000,000 | 20,000,000 | (f) |
| 1997 15 octobre | 8 3/8 | 20,000,000 | 20,000,000 | (f) |
| 1998 15 novembre | 8 1/2 | 25,000,000 | 25,000,000 | (f) |
| 1999 1 octobre | 11 | 25,000,000 | 25,000,000 | (b) (g) |
| 1999 31 décembre | 5 1/2 | 8,210,000 | 8,210,000 | (c) |
| | | 221,921,000 | 221,921,000 | |
| REMBOURSABLES EN FRANCS SUISSES | | | | |
| 1991 28 septembre | 6 | 31,328,000* | — | (h) |

* 80,000,000 francs suisses

| Echéance | Intérêt % | 1977 | 1976 | Références |
|---|---|---|---|---|
| REMBOURSABLES EN DOLLARS AMERICAINS | | | | |
| 1983 15 janvier | 9 | $ 38,000,000 | $ 40,000,000 | (i) |
| 1986 2 janvier | 5 1/4 | 7,285,000 | 8,003,000 | (j) |
| 1986 1 novembre | 5 1/4 | 3,281,000 | 3,561,000 | (j) |
| 1987 1 septembre | 5 1/4 | 5,002,000 | 5,376,000 | (k) |
| 1990 15 avril | 5 | 12,328,000 | 12,829,000 | (l) |
| 1991 1 mai | 5 1/2 | 13,045,000 | 13,479,000 | (m) |
| 1991 15 novembre | 6 | 17,500,000 | 17,500,000 | (c) |
| 1992 15 octobre | 6 1/2 | 15,000,000 | 15,000,000 | (c) |
| 1993 15 février | 6 7/8 | 15,000,000 | 15,000,000 | (c) |
| 1994 1 février | 7 3/4 | 10,000,000 | 10,000,000 | (c) |
| 1995 1 octobre | 10 1/2 | 75,000,000 | 75,000,000 | (n) |
| 1997 15 février | 9 | 95,500,000 | — | (o) |
| 1998 1 avril | 7 7/8 | 45,000,000 | 45,000,000 | (p) |
| 2001 1 mai | 9 3/8 | 100,000,000 | — | (q) |
| 2004 1 avril | 8 3/4 | 50,000,000 | 50,000,000 | (c) |
| 2005 15 janvier | 10 | 75,000,000 | 75,000,000 | (c) |
| | | 576,941,000 | 385,748,000 | |
| Prime de change à la date d'émission | | 8,696,973 | 7,163,032 | |
| | | 585,637,973 | 392,911,032 | |
| | | 838,886,973 | 614,832,032 | |
| Moins les biens du fonds d'amortissement détenus en fidéicommis par la province du Nouveau-Brunswick (note 5) | | 36,839,602 | 30,181,943 | |
| | | $802,047,371 | $584,650,089 | |

Références:

(a) A terme

(b) Fonds d'amortissement investis calculés afin d'accumuler des fonds suffisants pour rembourser 80% à l'échéance.

(c) Fonds d'amortissement investis calculés afin d'accumuler des fonds suffisants pour rembourser la totalité de l'émission à l'échéance.

(d) Fonds d'amortissement investis calculés afin d'accumuler des fonds suffisants pour rembourser 90% à l'échéance.

(e) Fonds d'amortissement investis calculés afin d'accumuler des fonds suffisants pour rembourser 45% à l'échéance.

(f) Fonds d'amortissement investis calculés afin d'accumuler des fonds suffisants pour rembourser 85% à l'échéance.

(g) Soumis au droit de remboursement par anticipation le 1er octobre 1979, au choix du détenteur.

(h) Fonds d'achat qui, s'il est totalement exercé, remboursera 50% de l'émission avant l'échéance.

(i) Paiements annuels calculés de façon à rembourser 30% de l'émission avant l'échéance.

(j) Paiements annuels croissants calculés de façon à rembourser environ 93% avant l'échéance.

(k) Paiements annuels croissants calculés de façon à rembourser environ 92% avant l'échéance.

(l) Paiements annuels croissants calculés de façon à rembourser environ 80% avant l'échéance.

(m) Paiements annuels croissants calculés de façon à rembourser environ 75% avant l'échéance.

(n) Fonds d'amortissement investis calculés afin d'accumuler des fonds suffisants pour rembourser 75% à l'échéance.

(o) Paiements annuels calculés de façon à rembourser 87 1/2% de l'émission avant l'échéance.

(p) Paiements annuels calculés de façon à rembourser environ 66 1/2% avant l'échéance.

(q) Fonds d'amortissement investis calculés afin d'accumuler des fonds suffisants pour rembourser 82% à l'échéance.

| | 1977 | 1976 |
|---|---|---|
| **Énergie Atomique du Canada Limitée** | | |
| Billets à payer, ainsi que l'intérêt couru à des taux divers, remboursables par conversion en un billet de remplacement au plus tard le 1er avril 1983. Le taux d'intérêt du billet de remplacement correspondra à la moyenne pondérée des taux d'intérêt sur les billets remplacés. Le remboursement du billet de remplacement se fera en 25 annuités égales de capital et d'intérêt commençant un an après la date d'entrée en service de la centrale de Pointe Lepreau ou le 1er avril 1983, selon la première de ces deux dates | $79,980,627 | $30,419,563 |
| **Emprunts de la Commission d'Énergie du Nord Canadien** | | |
| Remboursables en des annuités de capital et d'intérêt à des taux variant entre 4 1/2% et 8 1/2% jusqu'en 2011 | $56,252,423 | $57,293,172 |

| | 1977 | 1976 |
|---|---|---|
| **Emprunts de la province du Nouveau-Brunswick** | | |
| Pour lesquels la province a émis des débentures afin de fournir des fonds à la Commission (remboursables en dollars américains: $7,140,000 en 1977; $7,855,000 en 1976) | $ 8,340,000 | $14,355,000 |
| Moins les biens des fonds d'amortissement détenus en fidéicommis par la province relativement à ces débentures — (note 5) | 2,196,165 | 5,031,973 |
| | $ 6,143,835 | $ 9,323,027 |
| **Autres emprunts à long terme** | | |
| Compagnie Générale Electrique du Canada Ltée — relativement à l'achat par la Commission des installations pour la conversion du courant direct à haute tension à Eel River; remboursable le 31 décembre 1977 lorsque le capital et l'intérêt accumulé auront atteint environ $30,000,000 | $28,921,622 | $27,899,222 |
| Ville de Grand-Sault — relativement à l'achat du réseau de distribution; remboursable à raison de $50,000 par année | 100,000 | 150,000 |
| | $29,021,622 | $28,049,222 |

**Note 5. Fonds d'amortissement**

Le ministre des Finances de la province du Nouveau-Brunswick maintient, à titre de fiduciaire de la Commission, un fonds d'amortissement pour toutes les débentures émises exigeant un tel fonds. Les placements des fonds d'amortissement sont comptabilisés au prix coûtant et les revenus y relatifs sont portés dans l'état des résultats de la Commission. Les débentures de la Commission détenues par les fonds ne sont pas annulées avant leur échéance.

Les émissions de débentures par la Commission comportant des clauses de rachat annuel aux fins des fonds d'amortissement prévoient que la Commission peut satisfaire ses obligations en achetant des débentures en circulation de l'émission en cause à n'importe quel moment à un prix ne dépassant pas 100% de la valeur nominale des débentures. Les débentures ainsi affectées en satisfaction des exigences des fonds d'amortissement sont annulées et déposées auprès du ministre des Finances et elles ne sont pas réémises. Tout gain ou perte provenant d'une telle opération est imputé aux résultats.

**Note 6. Conversion des débentures et des billets remboursables en dollars américains et en francs suisses**

Si les débentures et les billets remboursables en dollars américains et en francs suisses avaient été convertis en dollars canadiens au cours du change en vigueur le 31 mars 1977, le montant à rembourser aurait été supérieur de $26,406,828 à celui paraissant dans les états financiers. (Sur les montants impayés au 31 mars 1976, le montant à rembourser aurait été inférieur de $13,303,239 à celui paraissant dans les états financiers).

**Note 7. Réserves**

| | 1977 | 1976 |
|---|---|---|
| Normalisation des conditions hydrauliques | $20,003,300 | $11,500,000 |
| Assurance | 6,654,102 | 5,838,627 |
| Total des réserves | $26,657,402 | $17,338,627 |

RÉSERVE POUR LA NORMALISATION DES CONDITIONS HYDRAULIQUES:

Dans le but de normaliser les coûts de production variant selon les fluctuations dans les débits d'eau, la Commission débite ou crédite annuellement les revenus d'un montant devant équilibrer les coûts de production en fonction d'un niveau mensuel moyen d'entreposage d'eau. Le calcul de ce montant se fonde sur les données relatives aux débits d'eau compilées sur une période de 35 ans. Le débit ou crédit compensateur est imputé à la réserve pour normalisation des conditions hydrauliques. De plus, selon que la capacité de production hydraulique de la Commission s'accroît ou que le coût des autres sources d'approvisionnement s'accroit, la Commission augmente la réserve périodiquement, selon ce qu'elle juge opportun, par des virements des bénéfices conservés dans l'entreprise.

RÉSERVE POUR ASSURANCE:

Cette réserve a été constituée en contrepartie d'un fonds d'autoassurance destiné à compléter la protection obtenue de compagnies d'assurance. La Commission, selon ce qu'elle juge opportun pour le maintien d'une protection raisonnable, accroit la réserve par des virements des bénéfices conservés dans l'entreprise.

**Note 8. Engagements**

La Commission construit présentement une centrale nucléaire composée d'une seule unité de 630,000 kilowatts à Pointe Lepreau; l'exploitation commerciale de la centrale est prévue pour 1980. Le coût de l'unité, incluant les installations communes requises pour une unité additionnelle, est estimé à $684,000,000. Le gouvernement du Canada prêtera à la Commission une somme équivalant à la moitié du coût de cette unité jusqu'à concurrence d'un maximum de $700,000,000. Les dépenses effectuées au 31 mars 1977 et au 31 mars 1976 s'élevaient à $159,124,375 et $62,548,769 respectivement.

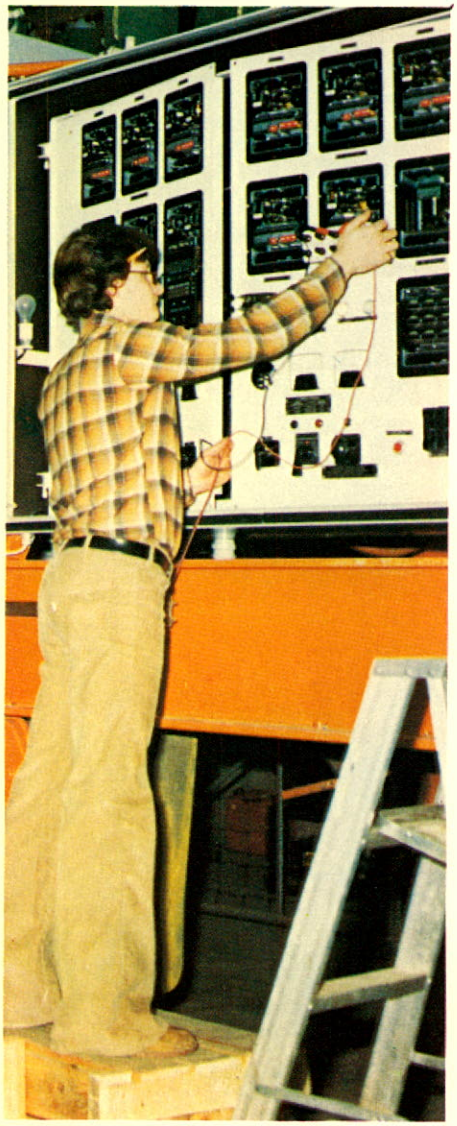
La Commission procède à l'addition d'une unité au mazout et au charbon d'une capacité de 200,000 kilowatts à la centrale thermique de Dalhousie, unité qui doit être mise en service en 1979. Le coût total est estimé à $129,000,000. Les dépenses effectuées au 31 mars 1977 et au 31 mars 1976 s'élevaient à $36,959,094 et $9,717,228, respectivement.

Durant l'exercice qui se terminera le 31 mars 1978, on prévoit engager $206,898,000 dans la réalisation des projets précités et $85,644,000 dans la réalisation d'autres projets.

# les gens au travail

Energie N.-B. offre une formation spéciale permettant l'accréditation syndicale et des cours de perfectionnement selon nécessaire afin de répondre aux besoins changeants pour les employés situés partout dans la province.

Un technicien vérifie les circuits des panneaux de commande du nouveau transformateur mobile de la Commission d'une puissance de 25,000 kVA.



Un total de 301 apprentis participaient aux divers programmes de formation à la fin de l'année.

Le groupe d'exploitation nucléaire, qui est responsable de la mise en service et de l'exploitation subséquente de Pointe-Lepreau, comptait 55 personnes au 31 mars 1977. Ce groupe poursuivra la formation du personnel et la préparation de méthodes détaillées d'exploitation précédant la mise en service de la centrale.

Au cours de l'année, des conventions collectives portant sur l'année civile 1976 furent conclues avec la section locale 2309 et la section locale 1733 de la Fraternité internationale des ouvriers en électricité. A l'automne, les négociations recommencèrent avec ces deux sections par rapport aux conventions pour l'année civile 1977. Au 31 mars 1977, les discussions avec ces deux groupes en étaient à l'étape de la conciliation.

Au cours de l'année financière, 188 nouveaux employés furent embauchés afin d'occuper des nouveaux postes ou de remplacer d'anciens employés. Au 31 mars 1977, la Commission comptait 2,560 employés permanents et temporaires.

L'exploitation des installations de production et de transport est surveillée sans interruption par les répartiteurs du Centre de commande d'Energie N.-B.

La surveillance de la radiation ambiante précédant l'exploitation est effectuée près du chantier de Pointe-Lepreau par le personnel du service de protection biologique.

# le service de nos abonnés

Une augmentation considérable des ventes d'énergie fut enregistrée dans toutes les catégories d'abonnés au cours de l'année financière. Le montant global des ventes d'électricité à l'intérieur de la province a augmenté de 15.1% ou environ 850 millions de kilowattheures par rapport à l'année précédente. La consommation d'énergie par les abonnés industriels accusait le taux d'augmentation le plus élevé, soit 18.7%. La consommation des abonnés d'usage général et domestique augmenta de 16.4% et de 7.2% respectivement.

La croissance globale des comptes d'abonnés s'est chiffrée à 3.8% pour l'année, augmentant le nombre global des abonnés desservis par le réseau à 200,639. Un total de 6,604 nouveaux abonnements domestiques furent ajoutés au réseau, contre 8,064 au cours de la même période l'année précédente.

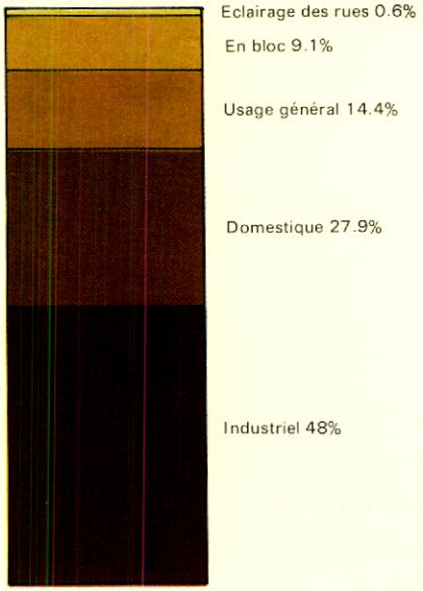
En fin d'année, le nombre des habitations utilisant le chauffage à l'électricité s'élevait à 25,140, une augmentation de 32.7% par rapport à la période de douze mois précédente.

La consommation annuelle moyenne de kilowattheures par abonnement domestique a augmenté de 12.2% pour atteindre 9,856 kilowattheures.

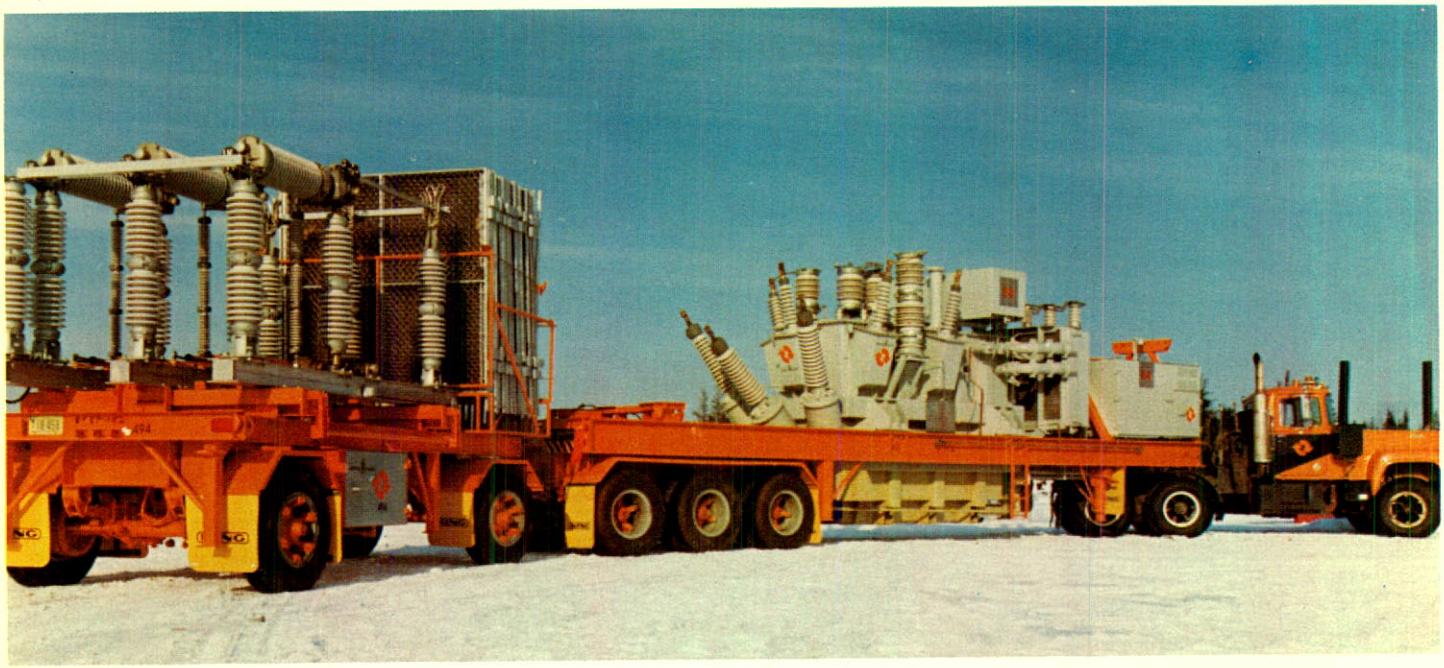
Au cours de l'année, la Commission a développé son programme de conservation de l'énergie et a continué de fournir des renseignements au public à propos des projets d'installations permanentes et des autres activités de la Commission au moyen de communiqués de presse, de conférences, de présentations spéciales et d'expositions.

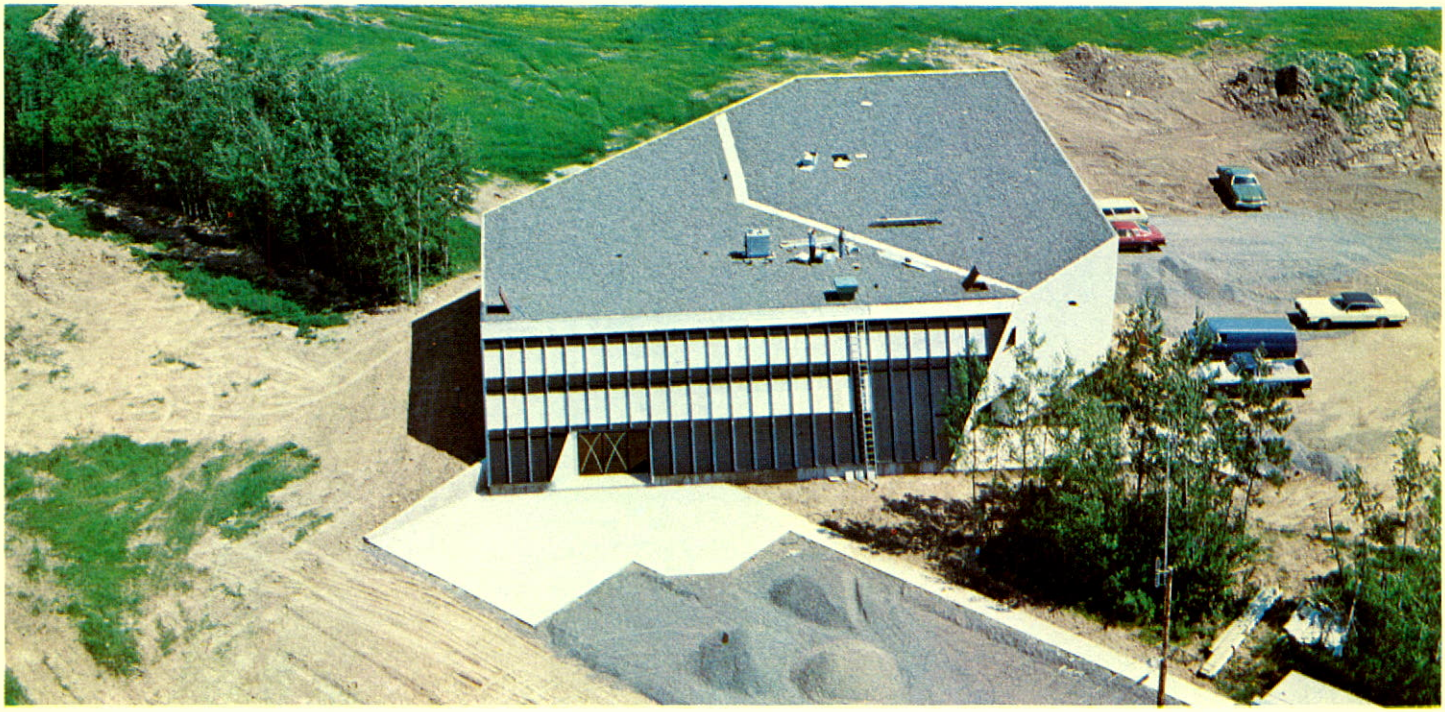
La construction d'un bureau comprenant un système de chauffage utilisant l'énergie solaire comme source auxiliaire fut commencée à Shédiac dans le cadre

## pourcentage des ventes à l'intérieur de la province 1976 - 77




Le nouveau transformateur mobile de la Commission, d'une puissance de 25,000 kVA, ainsi que les groupes actuels de 10,000 et de 5,000 kVA ont fourni de l'énergie de réserve d'une façon efficace à travers toute la province durant les périodes d'urgence ou d'entretien des postes.

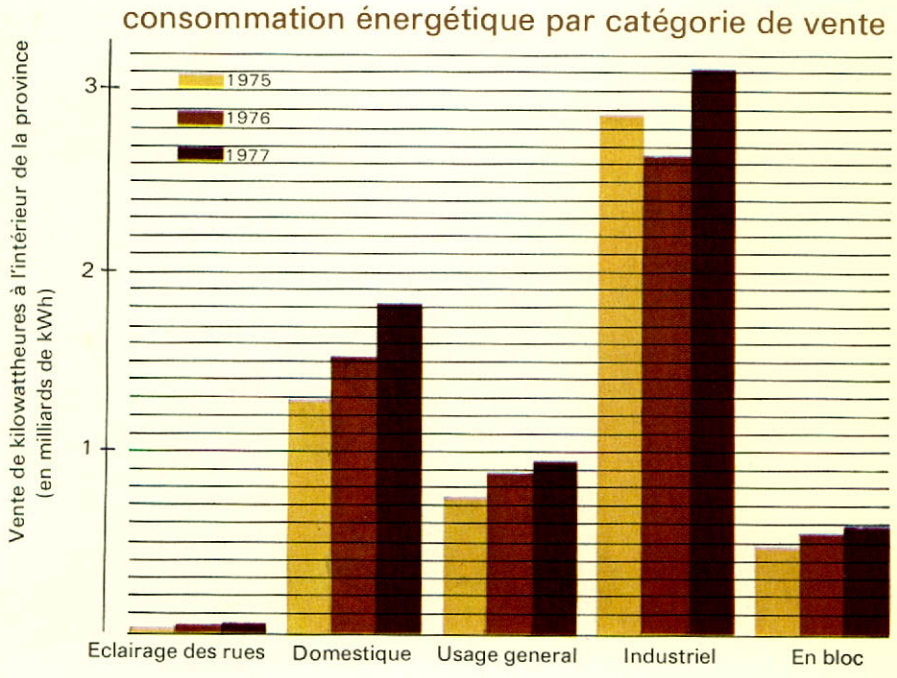




Le bureau du district de Shédiac comprend un système unique de thermopompes utilisant l'énergie solaire comme source auxiliaire. On prévoit que l'énergie solaire fournira environ 45% des besoins en chauffage du bureau.

d'une étude actuellement en cours au sujet de la conservation et de l'utilisation des sources renouvelables d'énergie. Le rendement du chauffage solaire dans le nouveau bureau de district sera surveillé soigneusement afin que l'expérience acquise au cours de la conception et de l'exploitation puisse être mise à la disposition des personnes intéressées. La construction de cet édifice doit être terminée à l'automne de 1977.

Le service des abonnés a été amélioré dans les districts de Bathurst-Dalhousie, de Tracadie et de Chatham au moyen de l'installation d'un nouveau réseau mobile de télécommunications. Le personnel dans les véhicules, les bureaux de district et le centre provincial de dispatching pourront maintenant être reliés efficacement. On prévoit l'agrandissement de ce réseau afin d'inclure tous les districts.



# accroissement des immobilisations

Les trois groupes de la centrale de Coleson Cove, d'une puissance de 1,000,000 kilowatts, furent mis en service commercial au cours de l'année financière. Coleson Cove est la première addition importante aux installations de production depuis que le quatrième groupe de Mactaquac fut terminé en 1972.

A la centrale de Pointe-Lepreau, le bétonnage par coffrage glissant du bâtiment de retenue du réacteur fut terminé le 30 avril 1976 à la suite d'une coulée ininterrompue de béton pendant 18 jours. Parmi les autres faits saillants, mentionnons l'achèvement des fondations du turbo-alternateur, l'adjudication de plusieurs contrats importants et l'achat de pièces essentielles pour les circuits du réacteur et de la manutention du combustible. Un rapport d'ensemble sur l'environnement de la centrale nucléaire fut terminé au cours de l'année et mis à la disposition du public.

A la centrale de Dalhousie, l'infrastructure de l'usine génératrice pour le groupe n° 2 fut terminée, une importante partie de l'acier de charpente pour l'usine génératrice fut mise en place et un grand nombre des appareils nécessaires furent achetés. Plusieurs importants rapports intérimaires au sujet des répercussions sur l'environnement de la centrale furent terminés au cours de l'année.

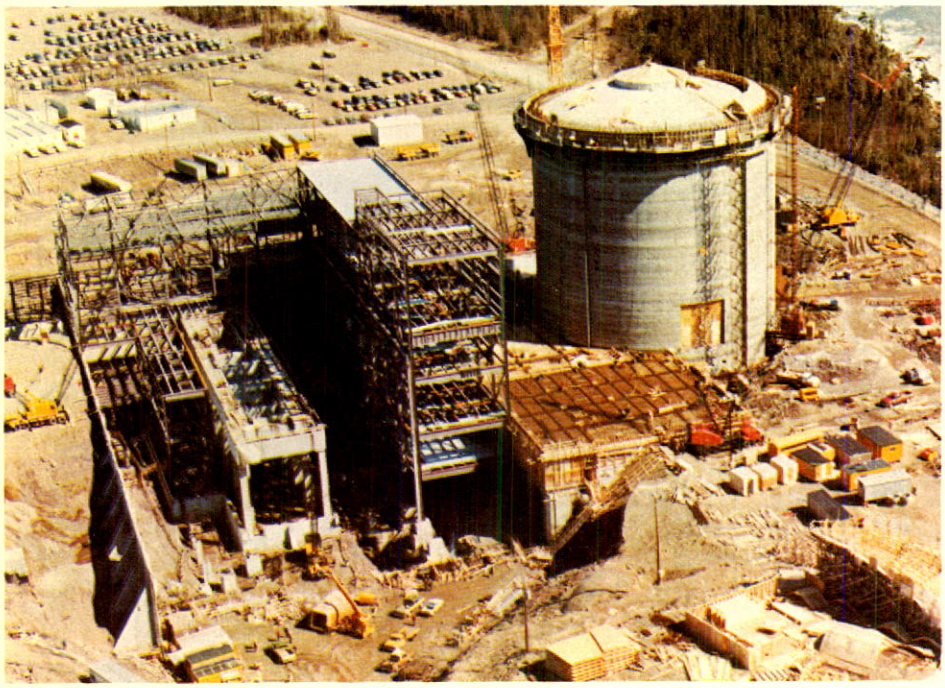
A la centrale de Mactaquac, les conduites forcées en acier pour les groupes 5 et 6 furent enrobées de béton, les fondations pour les pièces composantes de la turbine furent construites et les systèmes de levage des vannes de la prise d'eau furent installés. A la fin de l'année, la fabrication des turbines, des génératrices et des autres principales pièces d'équipment était en cours.

La réfection des réseaux de transport et de distribution s'est poursuivie au cours de l'année. Plus de 200 milles de lignes de transport à 69,000, 138,000 et 345,000 volts furent mises en service afin d'augmenter la puissance et d'améliorer la fiabilité partout dans la province.

Des travaux furent effectués sur les postes d'arrivée et les postes de sectionnement à Salisbury, Memramcook et Newcastle et des installations de raccordement étaient en construction à Murray Corner pour le câble sous-marin de 138,000 volts jusqu'à l'Ile-du-Prince-Edouard, reliant les réseaux d'Energie N.-B. et de la compagnie Maritime Electric.

Au cours de cette période financière, la conception et la construction de 24 nouveaux postes fut commencée et la puissance des transformateurs fut doublée dans 40 postes actuels de distribution. Des nouveaux postes de 69,000 volts furent installés à cinq endroits dans la province.

Un nouveau bureau de district et bâtiment des magasins fut construit à Sackville et la construction d'un nouvel édifice abritant le bureau et les magasins fut commencée à Shédiac.



◀ La construction de la centrale de Pointe-Lepreau, une installation nucléaire CANDU de 630,000 kilowatts, se poursuit de façon satisfaisante.

▶ Coleson Cove, qui fut mis en service au cours de l'année financiere, a presque doublé la puissance installée du réseau. Cette centrale a fourni environ 39% de la production annuelle à l'intérieur de la province.

# planification

Au cours des dernières années, le nombre de kilowatts nécessaires afin de répondre aux besoins en électricité à l'intérieur de la province a augmenté au taux moyen de 13% par année. Les prévisions actuelles indiquent que le taux de croissance future de la charge diminuera quelque peu par rapport à celui qui fut éprouvé récemment. D'importantes installations additionnelles de production, actuellement en construction à Mactaquac, Dalhousie et Pointe-Lepreau, joints aux achats des réseaux avoisinants à travers les interconnexions actuelles, permettront à Energie N.-B. de répondre à la croissance prévue de la charge jusqu'au début des années 80.

Les choix énergétiques possibles actuellement à l'étude afin de répondre aux besoins futurs comprennent un aménagement hydraulique de 160,000 kilowatts à Rivière-Verte et un deuxième groupe de 630,000 kilowatts à Pointe-Lepreau. La planification à plus long terme étudiera soigneusement l'énergie marémotrice, l'utilisation du charbon et de la tourbe de la province et le réaménagement de la centrale actuelle de Grand-Sault. De plus, des systèmes de chauffage solaire et d'énergie éolienne sont en train d'être évalués dans les conditions effectives de fonctionnement et des études viennent d'être entreprises afin de déterminer les avantages des méthodes de gestion des charges afin de répondre aux exigences futures pour l'énergie et la puissance.

La création, d'une Société d'énergie électrique des Provinces maritimes nous offre l'opportunité d'une coopération encore plus étroite avec les réseaux environnants dans les domaines de la planification régionale et de la répartition des réseaux ainsi que la possibilité de la propriété et de l'exploitation en commun de nouvelles installations de transport et de production. Des études et des pourparlers sont actuellement en cours afin d'identifier les avantages réciproques d'une telle société.

Une nouvelle évaluation de la faisabilité économique et technique des aménagements marémoteurs dans la baie de Fundy se poursuit à la suite d'une entente entre les gouvernements du Nouveau-Brunswick, de la Nouvelle-Ecosse et du Canada. Un rapport sur les études actuelles sera soumis au Bureau des études marémotrices de la Baie de Fundy au cours de la prochaine année financière.

Le développement des installations à haute tension pour le transport en bloc comprend la possibilité de prolonger le réseau de transport à 345,000 volts entre les centrales et les centres d'alimentation et de renforcer davantage les installations d'interconnexion avec l'Hydro-Québec et la Nouvelle-Ecosse. Une ligne de transport à 345,000 volts est maintenant en construction entre Coleson Cove et Salisbury, N.-B. afin de rejoindre la liaison actuelle avec la Nouvelle-Ecosse.

Une entente d'interconnexion fut conclue entre le Nouveau-Brunswick et l'Ile-du-Prince-Edouard en octobre 1976 afin de permettre des échanges d'énergie au moyen du câble sous-marin de 138,000 volts qui sera mis en place dans le détroit de Northumberland au cours de la prochaine année financière.

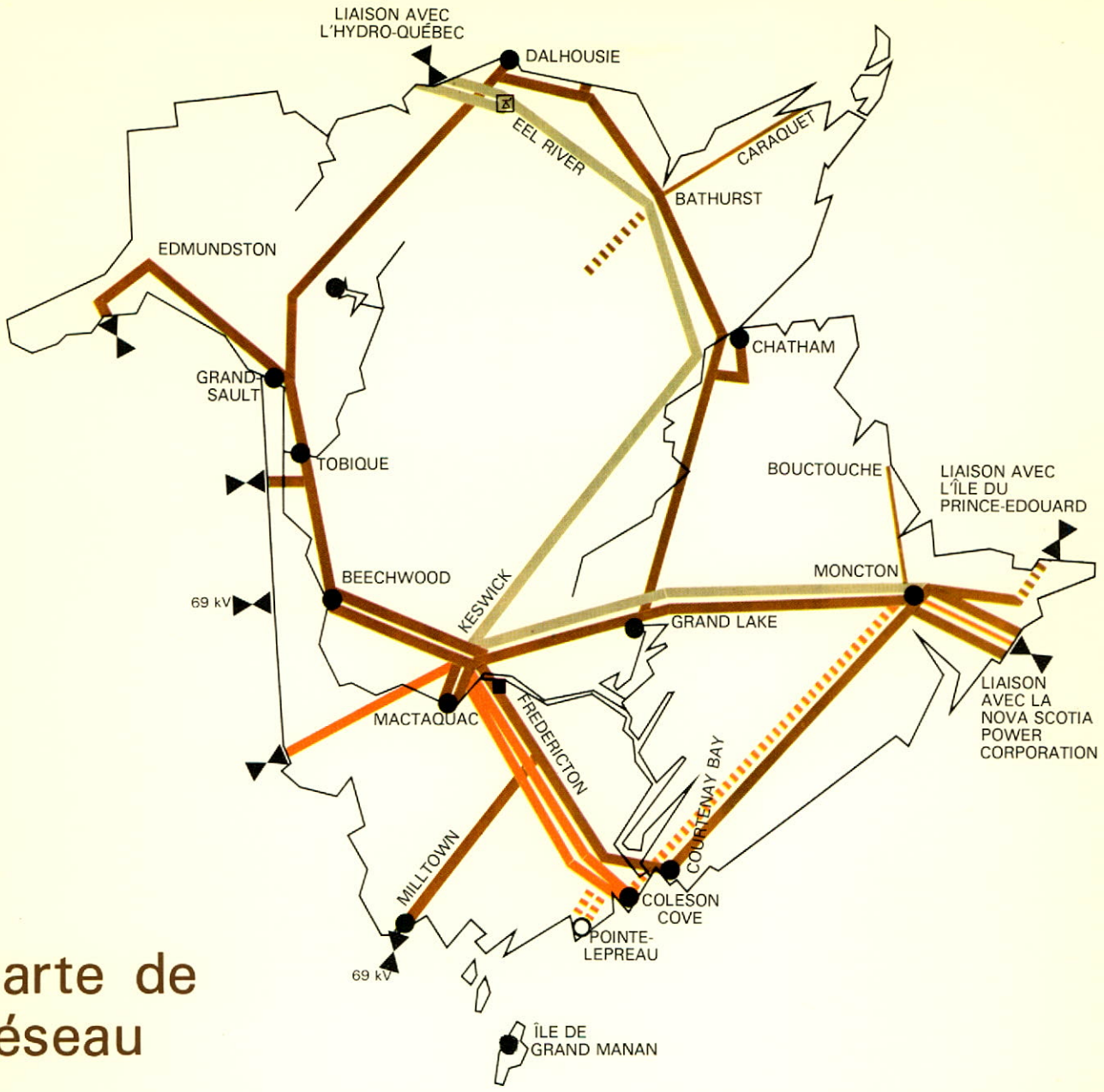
Plusieurs études de l'environnement furent terminées y compris une analyse des répercussions sur l'environnement de la ligne de transport à 345,000 volts qui doit être construite du nord au sud. Cette analyse sera considérée comme une expérience témoin afin de mieux comprendre les politiques sur les prospectives d'ambiance adoptées récemment par le gouvernement provincial.

G. W. N. COCKBURN
Président

A. J. O'CONNOR
Directeur-général

La Commission d'Energie Electrique du Nouveau-Brunswick

# la commission d'énergie électrique du nouveau-brunswick




# carte de réseau

## légende

- 345 kV
- 345 kV EN CONSTRUCTION
- 345 kV (EXPLOITÉ A 138 kV)
- 230 kV
- 138 kV
- 138 kV EN CONSTRUCTION
- 138 kV (EXPLOITÉ A 69 kV)
- EN SERVICE
- EN CONSTRUCTION
- POSTE CONVERTISSEUR HTCC
- INTERCONNEXIONS

## données des centrales

| HYDRO-ÉLECTRIQUES | Nombre de Groupes | Puissance Installée (en kW) |
|---|---|---|
| Tobique | 2 | 20,000 |
| Beechwood | 3 | 115,000 |
| Milltown | 7 | 3,900 |
| Grand-Sault | 4 | 63,000 |
| Sisson | 1 | 10,000 |
| Mactaquac | 4 | 400,000 |
| TOTAL—HYDRO | | 611,900 |
| **THERMIQUES** | | |
| Grand Lake 1 | 2 | 13,750 |
| Grand Lake 2 | 4 | 85,000 |
| Chatham | 2 | 32,500 |
| Courtenay Bay | 4 | 263,365 |
| Dalhousie | 1 | 100,000 |
| Coleson Cove | 3 | 1,005,000 |
| TOTAL—THERMIQUE | | 1,499,615 |
| **TURBINE A GAZ** | | |
| Moncton | 1 | 25,000 |
| TOTALE—TURBINE A GAZ | | 25,000 |
| **DIESEL** | | |
| Grand Manan | 5 | 3,811 |
| TOTAL—DIESEL | | 3,811 |
| TOTAL GÉNÉRAL | | 2,140,326 |